

A hand is shown holding a small amount of water, with a single drop falling into a calm lake. The background features a serene landscape with snow-capped mountains and a clear blue sky. The sun is low in the sky, creating a warm, golden light and lens flare effects. The water in the lake is still, reflecting the surrounding scenery. A large, smooth rock is visible in the water on the right side. The overall mood is peaceful and emphasizes the purity of nature.

EASTMAN

Soluciones para tratamiento de agua de Eastman

Removedores de oxígeno de Eastman

Los expertos en el campo del tratamiento de agua conocen la importancia de tratar el agua de las calderas para retardar la corrosión.

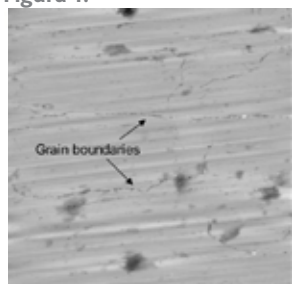
Existen dos gases, oxígeno y dióxido de carbono, que pueden causar problemas graves en las calderas, así como en las líneas de condensación de vapor. Tan solo unas pocas partes por billón (ppb) de oxígeno disuelto (OD) es suficiente para causar corrosión por picaduras en la superficie de las calderas. El dióxido de carbono en agua condensada puede formar ácido carbónico, lo que acelera la corrosión del acero y otros metales que se utilizan en las líneas de condensación.

Los removedores o secuestrantes de oxígeno de Eastman, tales como la dietilhidroxilamina (DEHA), y nuestras aminas neutralizantes, tales como el dietilaminoetanol (DEAE), el *N,N*-dimetilamino-2-propanol (DMA-2-P) y la dimetilaminopropilamina (DMAPA) son eficaces en el control de la corrosión en las calderas y las líneas de vapor y prolongan la vida útil del circuito de la caldera.

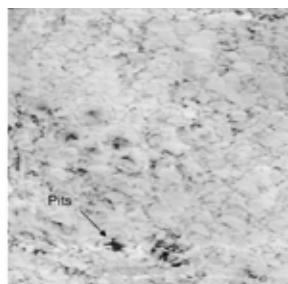
Corrosión causada por el oxígeno disuelto (OD)

El oxígeno disuelto en el agua de alimentación de la caldera puede ser corrosivo si no se trata. Es común utilizar un desaierador para bajar la cantidad de OD a unas 7 a 10 ppb. Incluso a este bajo nivel, el OD puede causar corrosión en el sistema de alimentación y en la caldera por sí solo. Si no se trata, el OD en el agua de la caldera puede causar corrosión por picaduras.

Figura 1.



Acero puro sin exposición a agua saturada de aire



Acero luego de la exposición a agua con presencia de oxígeno que muestra picaduras en la superficie

Las reacciones generales que se manifiestan en la corrosión de las calderas pueden explicarse a través de las siguientes:



En la presencia de OD, los grupos hidroxilos se oxidarán a hidroxilo férrico:



El OD se reduce a hidróxido:



y, en el medio alcalino de la caldera, la precipitación produce hematita, esa herrumbre roja que vemos comúnmente en los metales ferrosos:



La corrosión general del hierro en ausencia de removedores de oxígeno es:



Una manera de retardar la corrosión por picaduras en las calderas es minimizar o eliminar la reducción del OD, tal como se mencionó anteriormente. La eliminación exhaustiva del OD se logra utilizando removedores de oxígeno.

Removedores de oxígeno comunes

La mayoría de los removedores de oxígeno aportan dos funciones importantes a la química del agua de la caldera. Primero, todos eliminan la mayor cantidad de OD posible y, de ese modo, retardan la corrosión de la caldera.

Por naturaleza, los removedores de oxígeno son agentes reductores por cuanto convierten el OD en ion hidróxido o agua. Veamos, por ejemplo, como la DEHA elimina el oxígeno:



La cantidad teórica de DEHA que se necesita para eliminar el oxígeno se calcula de la siguiente manera:

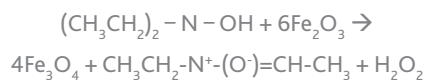
- Peso molecular de la DEHA: 89 g/mol
- Pero molecular del O_2 : 32 g/mol
- $[(4 \times 89,14)/(9 \times 32)] = 1,24$

Por lo tanto se requiere unas 1,24 veces la cantidad de DEHA respecto de la cantidad de OD. En la práctica, se añade removedor de oxígeno en exceso para garantizar la eliminación del OD.

Segundo, es imposible eliminar todo el OD del agua y es probable que se presente algún grado de corrosión en las paredes de la calderas y en las tuberías. La mayoría de los removedores de oxígeno pueden inducir a una capa de pasivación en las paredes de las calderas.

Por ejemplo, la DEHA puede inducir a una capa de pasivación en las paredes de la caldera, lo que retarda la corrosión aún más. Esta capa de pasivación es la "herrumbre negra" que vemos frecuentemente, la magnetita (cuya composición química es Fe_3O_4). Nótese que la hematita está compuesta de hierro en estado de oxidación +3 solamente, mientras que la magnetita es una mezcla de hierro en estado de oxidación +2 (FeO) y estado de oxidación +3 (Fe_2O_3).

Aunque el mecanismo exacto de la reducción de la hematita a magnetita por la DEHA es complejo, este puede representarse de la siguiente manera:



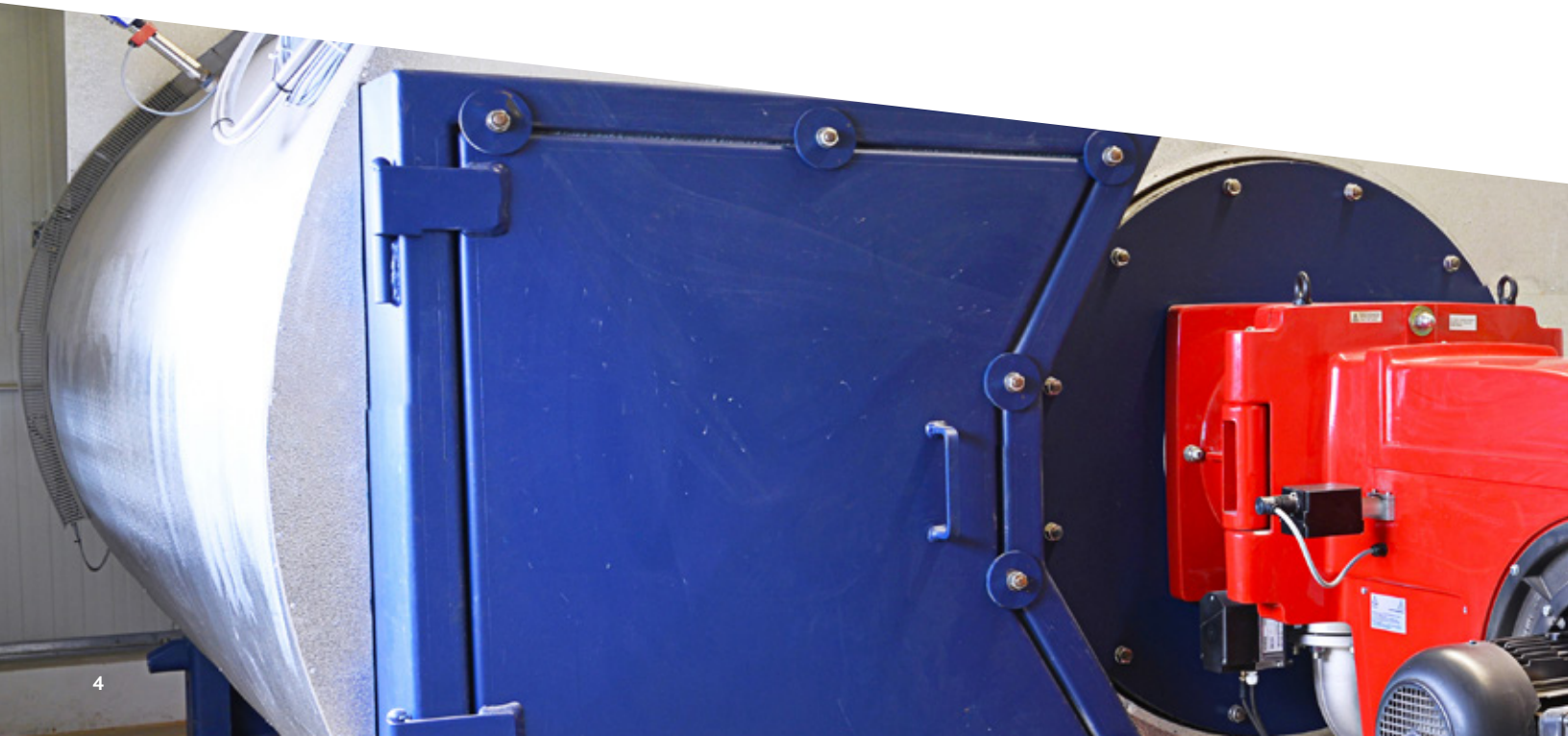
Elección del removedor de oxígeno

La elección del removedor de oxígeno depende de muchos factores, entre ellos, la presión de la caldera, la calidad del agua de alimentación, la capacidad de producir magnetita, la cinética de la eliminación del OD y sus características respecto de la salud, el medio ambiente y la seguridad (HES, por sus siglas en inglés). Por ejemplo, el sulfito es un removedor de oxígeno poco costoso y muestra una buena cinética en la eliminación del OD. Sin embargo, su uso se limita a calderas a baja presión, ya que se oxida rápidamente a sulfato, con la posibilidad de formar CaSO_4 o MgSO_4 , lo que conlleva a ciclos de purga o más cortos. La hidrazina se usa en sistemas a alta presión que requieren agua con alta pureza, ya que sus productos de reacción no producen ningún sólido. Sin embargo, la hidrazina puede plantear inquietudes en cuanto la salud de los trabajadores. En la Tabla 1 aparecen otros removedores de oxígeno comunes

Es usual emplear un catalizador junto con el removedor de oxígeno para incrementar la tasa de eliminación de oxígeno. Por ejemplo, la DEHA utiliza hidroquinona (HQ) como catalizador, mientras que el sulfito y otros utilizan catalizadores metálicos, como el cobalto (II).

Tabla 1. Removedores de oxígeno y catalizadores comunes

Removedor de O ₂	Fórmula molecular	Catalizador común	¿Promueve la formación de magnetita?	Estequiometría teórica con respecto al OD (Cantidad práctica utilizada)
DEHA	$(\text{CH}_3\text{CH}_2)_2\text{NOH}$	HQ, Cu	Sí	1,24x (2–3x)
Sulfito de sodio	Na_2SO_3	Cobalto (II)	No	7,9x (8–10x)
Carbohidrazida	$(\text{NHNH}_2)_2\text{C=O}$	HQ, cobalto (II)	Sí	1,4x (2–3x)
Hidrazina	N_2H_4	Cu (II), Mn (II), HQ	Sí	1,0x (2–3x)
Metiletilcetoxima	$\text{C}_2\text{H}_5\text{C(=NOH)CH}_3$	Cu, HQ	Débilmente	5,5x (7–8x)
Hidroquinona	$\text{C}_6\text{H}_4(\text{OH})_2$	Ninguno, = Pirogalol	Sí	6,9x (7–10x)
Eritorbato	$\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_6$	Cobalto (II), HQ	Sí	10,6x (12x)



Aminas neutralizantes de Eastman

El vapor abandona la caldera a través de una red de tuberías, por lo que puede transferir calor a algunos procesos comerciales o residenciales. A medida que el vapor viaja a través de los sinuosos despliegues de tuberías cortas, medianas y largas, puede enfriarse al punto que una parte del vapor se condense y forme agua en las tuberías de transferencia. A esta agua condensada se le llama condensado. Debido a que el condensado se origina del vapor, se trata de un agua que contiene muy pocas impurezas; a todos los efectos, este condensado es prácticamente 100 % de agua pura. Quizás tan importante como su pureza es que este condensado está muy caliente, lo cual es el motivo por el que muchas veces se lo hace volver a la caldera para que forme parte del agua de alimentación que ingresa a esta. Ya que el agua de alimentación deberá estar caliente, una instalación puede ahorrar dinero en combustible al no tener que calentar tanta agua de aporte a temperatura ambiente si utiliza agua condensada.

Papel de las aminas neutralizantes

Aunque el agua condensada es una fuente atractiva de agua de alimentación, esta puede contener gases disueltos tales como dióxido de carbono, oxígeno y posiblemente amoníaco, lo que produce corrosión en las tuberías de condensación si no se trata adecuadamente. El dióxido de carbono en las líneas de condensación de vapor se origina de dos fuentes principalmente. En primer lugar, de filtraciones en las líneas de condensación que pueden permitir el ingreso de CO_2 . En segundo lugar, la mayor parte del dióxido de carbono proviene de la descomposición de carbonatos y bicarbonatos (p. ej., alcalinidad) bajo las intensas temperaturas y presiones a las que se encuentran las calderas. La alcalinidad en el agua de las calderas puede estar presente de tres formas diferentes: hidróxido (OH^-), bicarbonato (HCO_3^-) y carbonato (CO_3^{2-}). En sistemas de ablandamiento de agua, puede haber niveles moderados de HCO_3^- , el que actúa como forma latente de generación de CO_2 :

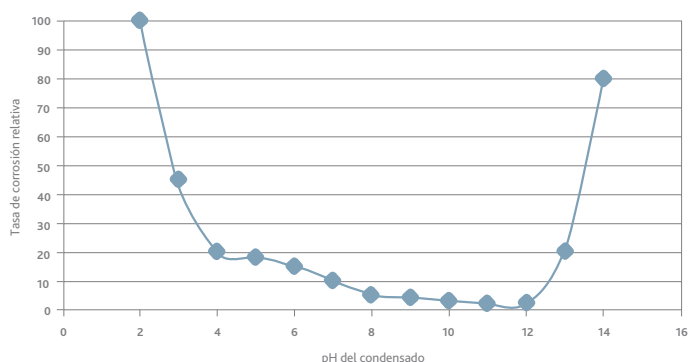


Una vez formado, el dióxido de carbono libre se mezcla con el agua de condensación y forma ácido carbónico, lo que disminuye el pH del condensado:



De hecho, tan solo unas pocas partes por billón es suficiente para bajar el pH del agua de condensación de alta pureza, lo que acelera la corrosión del condensado en las tuberías de vapor. La tasa de corrosión depende fuertemente del pH del agua de condensación, como se observa en la Figura 1.

Figura 1.



Las tasas de corrosión más bajas a pH neutros o levemente alcalinos pueden deberse a la formación de magnetita, tal como se observa en los diagramas potencial en función del pH- Por lo tanto, es importante mantener un pH del condensado en el que la corrosión sea mínima; un pH de 8 a 9 aproximadamente. Si hay cobre en las red de tuberías del condensado, es importante que el pH no supere el valor de 9 aproximadamente, para minimizar la propensión a la corrosión del cobre.

Un análisis electroquímico y analítico detallado de la superficie muestra claramente los efectos del H_2O , el HCO_3^- , y el CO_3^{2-} en la corrosión de acero con bajo contenido de carbono. En la figura 2a-2d se muestran imágenes de microscopía de fuerza atómica (AFM) de las superficie de acero antes y después de exponerse al H_2O , el HCO_3^- , y el CO_3^{2-} respectivamente:

Figura 2a. Superficie de acero sin recubrimiento, sin tratamiento

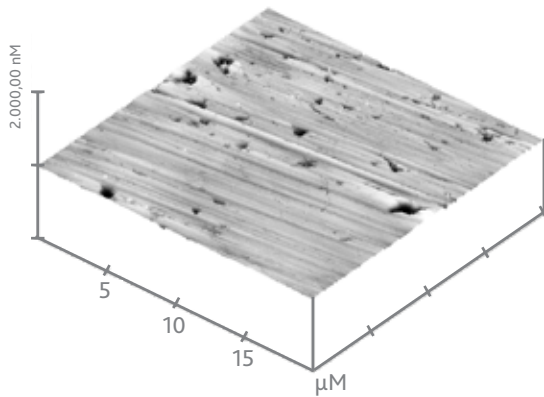


Figura 2b. Superficie de Fe después de la inmersión en agua ultrapura solamente

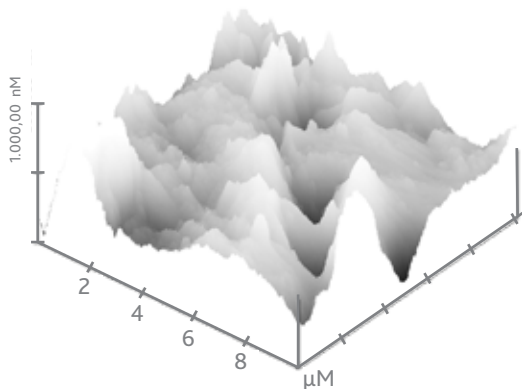


Figura 2c. Superficie de Fe después de la inmersión en agua + HCO_3^-

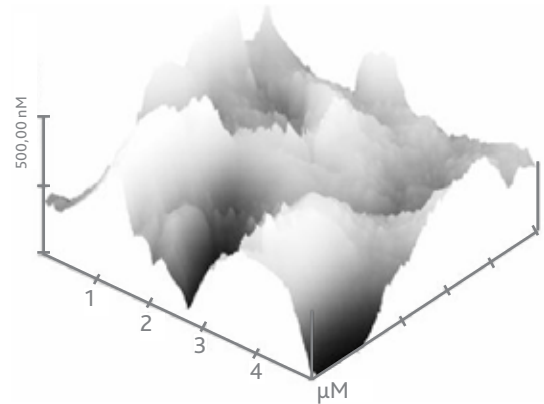
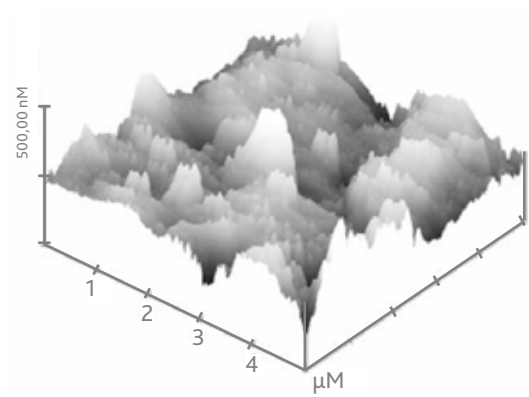


Figura 2d. Sustrato de Fe con capa de carbonato



Resulta evidente de las profundidades de las picaduras en las Figuras 2c y 2d que el HCO_3^- y el CO_3^{2-} corroen el acero. Una confirmación de las superficies corroídas mediante espectroscopía electrónica para análisis químico (ESCA) revela la composición química de las capas de corrosión (Tabla 2). Se muestra la energía de enlace en electrón voltios (eV) para varios elementos químicos presentes en la superficie. La presencia de una capa rica en carbonato está indicada por una señal de carbono 1(s) de 287 eV aproximadamente, que señala la presencia de grupos C=O que se originan del CO_2 disuelto. Incluso el gas CO_2 que burbujea en agua ultrapura corroe el acero y produce la formación de una capa rica en carbonato en la superficie del acero.

Tabla 2. Energías de enlace por ESCA para distintos elementos en la superficie

Electrolito del acero y energías de enlace (eV)	Fe 2p _(3/2)	O 1s	C 1s
Fe-Agua ultrapura solamente	707,81 709,92 711,81	529,75 530,33	284,15
Fe-HCO ₃	709,09 710,22 711,56	529,21 530,62 531,72	284,22 287,94
Fe-CO ₃	708,60 711,53	529,13 530,96 531,53	284,92 287,28
Fe-CO ₂ (CO ₂ burbujeando en agua ultrapura)	708,89 710,06 711,41	529,31 530,27 531,11	284,92 287,28

Nota: El Fe metálico tiene la energía de enlace más baja, seguido del FeO y luego el Fe₂O₃. Del mismo modo, en el caso del oxígeno, los óxidos metálicos tienen una energía de enlace más baja que los carbonatos metálicos. Todas las superficies suelen tener una capa fina de carbono (energía de enlace de unos 284 eV), y la energía de enlace del O-C=O BE es de 287 eV aproximadamente.

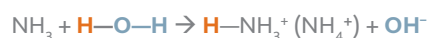
Disminuir la velocidad de corrosión del condensado

La industria del agua de caldera utiliza aminas neutralizantes para controlar la corrosión que produce el condensado. Las aminas no tienen efecto adverso ninguno en el cobre o aleaciones de cobre bajo condiciones normales de tratamiento en las que el pH se mantiene entre 8,0 y 9,0. Existen varias aminas entre las cuales elegir, tales como el dietilaminoetanol (DEAE), el DMA-2-P y la dimetilaminopropilamina (DMPA) de Eastman.

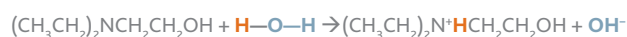
Se deberán considerar las propiedades de las aminas neutralizantes al determinar cuál es la más apropiada para un circuito de condensación dado. Las tres propiedades más importantes son la basicidad (K_b), la capacidad de neutralización y la distribución del equilibrio vapor-líquido.

Basicidad

Cuando se disuelve una amina neutralizante en agua se obtiene una solución básica. El nivel de basicidad se determina por la concentración de la amina y sus propiedades. Por ejemplo, disolver 10 ppm de amoníaco (NH₃) y 10 ppm de DEAE produce soluciones básicas con dos niveles de pH distintos. El grado de basicidad de las aminas neutralizantes (y el amoníaco) en una solución acuosa se debe a la generación del ión hidróxido (OH^-) proveniente del agua ($\text{H}-\text{O}-\text{H}$):



Del mismo modo, el protón del agua se transfiere a la amina neutralizante, por lo que se forman la amina protonada y el OH^- libre. La dilución del DEAE en el agua produce el ión hidróxido libre de acuerdo con lo siguiente:



Si se aumenta la concentración de OH^- libre agregando una amina más básica que el amoníaco, como el DEAE, más básica será el agua condensada.

El alcance de las reacciones precedentes puede cuantificarse mediante cálculos de equilibrio. El equilibrio entre el DEAE y la forma protonada del DEAE es el siguiente:

$$K_{\text{eq}} = [(\text{CH}_3\text{CH}_2)_2\text{N}^+\text{HCH}_2\text{CH}_2\text{OH}][\text{OH}^-] / [(\text{CH}_3\text{CH}_2)_2\text{NCH}_2\text{CH}_2\text{OH}]$$

En una reacción ácido-base, la constante de equilibrio, K_{eq} , se reemplaza por la constante de disociación ácida o básica, K_a o K_b , respectivamente. Usando la constante de disociación para el DEAE, el alcance de la reacción de equilibrio es el siguiente:

$$K_b = [(\text{CH}_3\text{CH}_2)_2\text{N}^+\text{HCH}_2\text{CH}_2\text{OH}][\text{OH}^-] / [(\text{CH}_3\text{CH}_2)_2\text{NCH}_2\text{CH}_2\text{OH}] = 10^{-4.05}$$

Tomando el logaritmo a ambos lados:

$$\log(K_b) = pK_b = \log[(CH_3CH_2)_2N^+HCH_2CH_2OH] + \log[OH^-] - \log[(CH_3CH_2)_2NCH_2CH_2OH] = 4,05$$

En el agua a un pH de 7, la concentración de OH^- , $[OH^-]$, es 1×10^{-7} . Con este valor, ahora podemos calcular el alcance del equilibrio del DEAE:

$$K_b = [(CH_3CH_2)_2N^+HCH_2CH_2OH][OH^-]/[(CH_3CH_2)_2NCH_2CH_2OH]$$

$$K_b/[OH^-] = [(CH_3CH_2)_2N^+HCH_2CH_2OH]/[(CH_3CH_2)_2NCH_2CH_2OH]$$

$$10^{-4,05}/10^{-7} = [(CH_3CH_2)_2N^+HCH_2CH_2OH]/[(CH_3CH_2)_2NCH_2CH_2OH] = 891$$

El elevado valor positivo de equilibrio de 891 implica que la dilución del DEAE en agua da como resultado una gran fracción de OH^- y, por lo tanto, una solución básica. Las aminas con un valor pK_b aún menor a 4,05 producirán soluciones aún más básicas en concentraciones molares similares.

Nota: La manera más simple de cuantificar la basicidad de una amina es mirar el valor pK_a de su ácido conjugado, la forma protonada de la amina. A mayor valor pK_a del ácido conjugado, más fuerte será la amina. O, a menor valor pK_b , más fuerte será la amina.

Capacidad neutralizante de las aminas

Las aminas neutralizantes reaccionan 1:1 con el ácido carbónico (dióxido de carbono disuelto en agua) desde el punto de vista molar. La cantidad de amina neutralizante que se requiere para neutralizar una cantidad dada de dióxido de carbono disuelto es inversamente proporcional al peso molecular de la amina. Por ejemplo, el CO_2 pesa 44 g/mol y el DMA-2-P pesa 103,16 g/mol. La cantidad de DMA-2-P que se requiere para neutralizar el CO_2 es $102,4/44 = 2,32$. Entonces, conociendo la cantidad de CO_2 , se necesita 2,32 veces la misma cantidad de DMA-2-P.

Del mismo modo, si usamos ácido carbónico en el cálculo, el H_2CO_3 , ($CO_2 + H_2O$) pesa 62 g/mol. El DEAE, $(CH_3CH_2)_2NCH_2CH_2OH$ pesa 117 g/mol. Si tenemos 5ppm de CO_2 dispersas en el circuito de condensación, se producirán 7,05 mg/L de H_2CO_3 ($62 \text{ g/mol de } H_2CO_3 / 44 \text{ g/mol de } CO_2 = 1,41 \times 5 \text{ ppm } CO_2 = 7,05 \text{ ppm } H_2CO_3$). La cantidad de DEAE que se requiere para neutralizar estos 7,05 mg/L de H_2CO_3 es:

$$(7,05 \text{ mg/L})/62 \text{ mg/mmol de } H_2CO_3 \times 117 \text{ mg/mmol de DEAE} =$$

$$13,3 \text{ mg/L (13,3 ppm) de DEAE}$$

Recordatorio: (mg/L = ppm)

Cálculos similares para el ácido carbónico muestran que la cantidad de DMA-2-P que se necesita para las mismas 5 ppm de CO_2 es 11,7 ppm. El valor levemente más bajo de DMA-2-P necesario para completar la neutralización se debe al menor peso molecular del DMA-2-P respecto del DEAE.



Distribución de equilibrio vapor-líquido (VL)

La relación de distribución VL es una razón que representa la cantidad de amina neutralizante en la fase vapor (gaseosa) con respecto a la concentración de la amina en la fase acuosa: $[Amina_{vapor}]/[Amina_{agua}]$. Mientras mayor sea esa razón, mayor cantidad de amina habrá en el vapor de todo el circuito de condensación. Es conocido que solo las aminas desprotonadas (que existen como amina libre) son volátiles, y que el nivel desprotonación se rige por el pH del agua de la caldera y el condensado de vapor.

Si se añade amina neutralizante al agua de alimentación de la caldera, entonces el pH del agua de la caldera será suficiente para garantizar que las aminas estén mayoritariamente desprotonadas. El porcentaje de amina libre al pH del agua de la caldera, 10–12, que está desprotonada y es arrastrada con el vapor y el CO₂ se calcula fácilmente de la siguiente forma:

% desprotonado = 100 / (1 + 10^(pKa - pH))

Por ejemplo, para la MOPA, con pK_a de 10,15 y el pH de caldera a 11, la fracción de MOPA que está desprotonada es:

% desprotonado = 100 / (1 + 10^(10,15 - 11)) = 87,62%

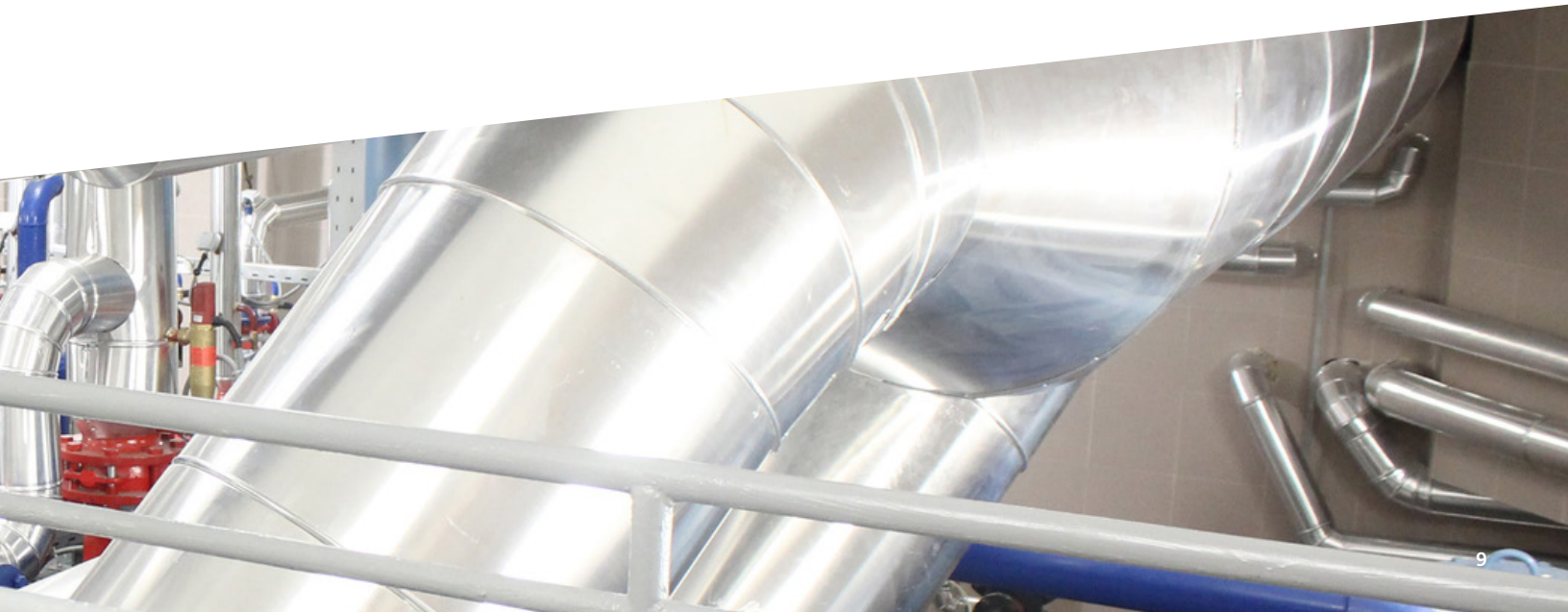
En la Tabla 3 se muestran las fracciones para otras aminas neutralizantes en su forma desprotonada a pH de agua de caldera.

Tabla 3. Fracciones de aminas neutralizantes en forma desprotonada a pH de agua de caldera

Amina	pKa	pH 9,5	pH 10,0	pH 10,5	pH 11,0
DEAE de Eastman	9,87	29,9%	57,4%	81,0%	93,1%
DMA-2-P de Eastman	9,53	48,3%	74,7%	90,3%	96,7%
DMAPA de Eastman	9,33	61,3%	83,4%	94,1%	98,0%
Morfolina	8,34	93,2%	97,8%	99,3%	99,8%
CHA	10,64	6,8%	18,6%	42,0%	69,6%
MOPA	10,15	18,3%	41,5%	69,1%	87,6%

Aunque la fracción de la morfolina desprotonada sea mayor que la de la ciclohexilamina, la relación VL de la CHA es mucho mayor que la de la morfolina. De hecho, la morfolina muestran una relación VL más baja que la de cualquier amina neutralizante común.

Los valores de las medidas de laboratorio de la relación VL de las aminas neutralizantes mencionadas varía con la presión. Ver Tabla 4.



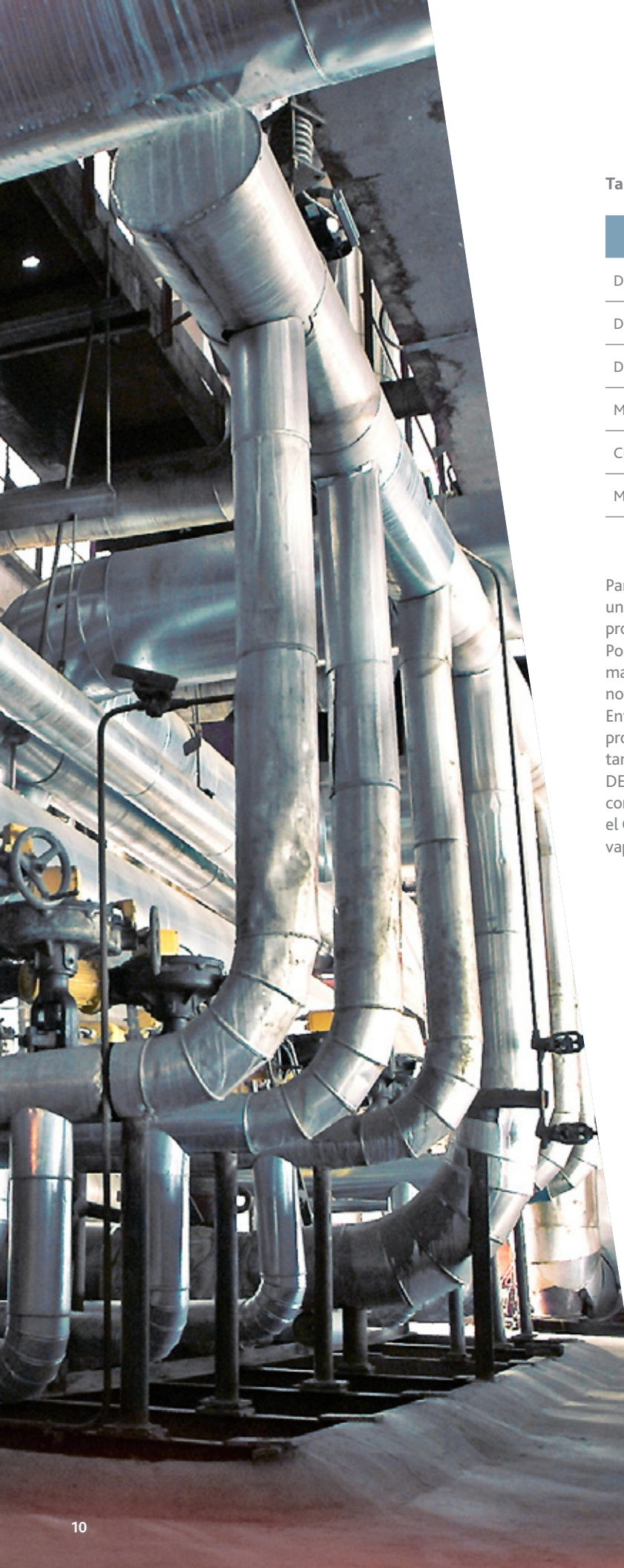
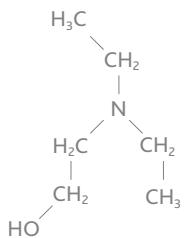
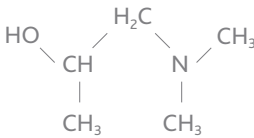
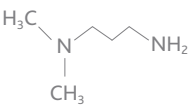


Tabla 4. Rangos de valor VL para aminas neutralizantes

Amina	VL máxima
DEAE de Eastman	2-4
DMA-2-P de Eastman	5-8
DMAPA de Eastman	1-3
Morfolina	0,2-0,5
CHA	10-12
MOPA	1-2

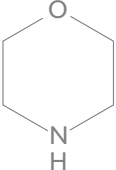
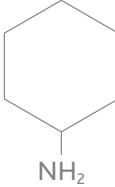
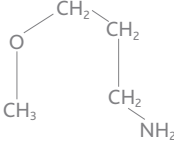
Para proteger completamente el circuito de vapor, es común utilizar una mezcla de aminas neutralizantes para aprovechar sus diferentes propiedades de basicidad, capacidad neutralizante y de relación VL. Por ejemplo, si se utiliza solo CHA, que tiene un alto valor de VL, la mayor parte de la amina se mantiene en el vapor y es posible que no se condense junto con el vapor del circuito de vapor. Entonces, el agua de condensación no estará verdaderamente protegida de una posible corrosión por ácido carbónico. Por lo tanto, si se utiliza una mezcla de aminas neutralizantes, como DEAE + CHA, es probable que parte del DEAE se mantenga en el condensado protegiendo las tuberías de la corrosión, mientras que el CHA viajará más junto con el vapor para proteger las tuberías de vapor subsiguientemente en el circuito.

Tabla 5. Aminas neutralizante que se ofrecen en Eastman

Amina	DEAE*	DMA-2-P	DMAPA
Estructura			
Número de CAS	100-37-8	108-16-7	109-55-7
Tipo de amina	Terciaria	Terciaria	Primaria, terciaria
Peso molecular (g/mol)	117,19	103,16	102,18
pK _a	9,87	9,53	10,6, 8,7
pK _b	4,13	4,47	3,4, 5,3
DR	~3	~5	~2
Punto de ebullición (°C)	162	121	135
Capacidad neutralizante (ppm de amina/ppm CO ₂)	2,66	2,34	2,32
Formación de azeotrópo	Sí	Sí	—
pH 1 ppm	9,44	9,3	9,2
Solución de 10 ppm	9,94	9,8	9,7

**En virtud del Título 21 del CFR, Sec. 173.310(d) el DEAE cuenta con la autorización de la FDA para su uso en agua en agua de caldera siempre que no se excedan las 15 ppm en el vapor y se excluya su uso en la leche y productos lácteos.*

Tabla 6. Otras aminas neutralizantes comunes

Amina	Morfolina	CHA	MOPA
Estructura			
Número de CAS	110-91-8	108-91-8	5332-73-0
Tipo de amina	Secundaria	Primaria	Primaria
Peso molecular (g/mol)	87,12	99,17	89,14
pK _a	8,36	10,64	10,15
pK _b	5,64	3,36	3,85
DR	~0,3	~12	~1,5
Punto de ebullición (°C)	129	135	116
Capacidad neutralizante (ppm de amina/ppm CO ₂)	1,98	2,25	2,03
Formación de azeotrópo	No	Sí	—
pH 1 ppm	8,71	9,85	9,6
Solución de 10 ppm	9,21	10,35	10,1

Elección de la amina neutralizante

El DEAE de Eastman respecto la morfolina

- La VL es mucho mayor para el DEAE que para la morfolina, lo que proporciona mayor protección contra la corrosión a lo largo del circuito de condensación de vapor.
- Debido a que el DEAE es más volátil, con este se obtienen menos pérdidas por purgado.
- El DEAE es una base más fuerte que la morfolina, por lo que se logra un pH más alto a concentraciones iguales.
- El punto de ignición del DEAE (50°C) es mayor que el de la morfolina (31°C), lo que permite una manipulación más segura.
- La FDA permite concentraciones un 50% mayores para el DEAE que para la morfolina en aplicaciones de contacto con alimentos.

El DEAE de Eastman respecto la ciclohexilamina (CHA)

- El DEAE no forma sales con el bicarbonato; el CHA puede formar sales insolubles con el bicarbonato.
- El DEAE no se pierde tan rápidamente a través del desaireador como el CHA debido a una menor relación VL y un punto de ebullición más alto del DEAE.
- El punto de ignición del DEAE (50°C) es mayor que el de la CHA (27°C), lo que permite una manipulación más segura.
- La FDA permite concentraciones un 50% mayores para el DEAE que para la CHA en aplicaciones de contacto con alimentos.

El DMA-2-P de Eastman respecto la morfolina

- El DMA-2-P tiene una VL más alta en comparación con la morfolina, lo que protege los largos circuitos de condensación del vapor.
- La basicidad del DMA-2-P es mayor que la de la morfolina, por lo que se requiere menos DMA-2-P para lograr un pH similar.
- El "pH de equilibrio" del DMA-2-P es lo suficientemente bajo como para que se pierda poco durante la desaireación.

El DMA-2-P de Eastman respecto la CHA

- Tener una VL menor hará que el DMA-2-P proteja los circuitos de condensación e vapor que se encuentran cerca de la caldera mejor que el CHA.
- El "pH de equilibrio" del DMA-2-P es lo suficientemente bajo como para que se pierda poco durante la desaireación en comparación con el CHA.

Consulte el reglamento 21 CFR Sec. 173.310(d).



Otros productos de Eastman para el tratamiento de agua

Hidroquinona (HQ): se utiliza comúnmente como catalizador del DEHA y otros removedores en aguas de caldera.

Metilaminas: Eastman es el mayor productor del mundo de metilaminas, entre las que se incluyen la dimetilamina, que se utiliza como materia prima para la producción de coagulantes en los tratamientos de aguas industriales y municipales.

DMAE/DMAPA: aminas que se utilizan en la síntesis de resinas de intercambio iónico.

DMAE: Eastman es el mayor productor del mundo de dimetilaminoetanol; materia prima clave para la producción de poliacrilamidas que se utilizan en los tratamientos de aguas residuales.

DMF: la dimetilformamida es un solvente que se utiliza para hacer membranas de ósmosis inversa, las que son vitales para desalinización y la purificación del agua.

Para obtener más información, visite www.eastman.com o póngase en contacto con su gerente de cuentas o su distribuidor local de Eastman.





Oficinas Corporativas Eastman

P.O. Box 431
Kingsport, TN 37662-5280 EE.UU.

EE.UU. y Canadá, 800-EASTMAN (800-327-8626)
Otros países, +(1) 423-229-2000

www.eastman.com/locations

Si bien la información y las recomendaciones aquí establecidas se presentan de buena fe, Eastman Chemical Company ("Eastman") y sus subsidiarias no realizan declaraciones o garantías en cuanto a la integridad o la precisión de las mismas. Usted deberá determinar por su cuenta la idoneidad e integridad de los productos en cuanto a su uso, para la protección del medio ambiente, y para la salud y seguridad de sus empleados y clientes. Nada de lo que se establece en el presente debe ser considerado como recomendación de uso de ningún producto, proceso, equipamiento o formulación en conflicto con cualquier patente, y no hacemos declaraciones ni damos garantías, de forma expresa o implícita, que el uso del mismo no infrinja ninguna patente. EL PRESENTE DOCUMENTO NO CONSTITUYE DECLARACIÓN NI GARANTÍA, DE FORMA EXPRESA O IMPLÍCITA, DE COMERCIABILIDAD, DE ADECUACIÓN PARA UN FIN PARTICULAR, O DE OTRA NATURALEZA CON RESPECTO A LA INFORMACIÓN O EL PRODUCTO AL QUE REFIERE LA INFORMACIÓN, NI TAMPOCO SUPRIME LAS CONDICIONES DE VENTA DEL VENDEDOR.

Las Hojas de Datos de Seguridad que proveen precauciones de seguridad que deben tenerse en cuenta al manejar o almacenar nuestros productos están disponibles en línea o bajo solicitud. Debe obtener y revisar el material de información de seguridad disponible antes de manejar nuestros productos. Si alguno de los materiales mencionados no son nuestros productos, debe tener en cuenta la información en cuanto a la higiene industrial apropiada y otras precauciones de seguridad recomendadas por sus fabricantes.

© 2020 Eastman. Las marcas de Eastman a las que el presente documento hace referencia se usan bajo licencia o son marcas comerciales de Eastman o alguna de sus subsidiarias. El símbolo ® denota estado de marca registrada en EE.UU.; las marcas también pueden estar registradas internacionalmente. Las marcas ajenas a Eastman a las que el presente documento hace referencia son marcas registradas de sus respectivos dueños.